

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему «Электроснабжение тепличного комплекса «Гринхаус» со  
строительством ПС 110/10/10 кВ»

Студент	Д.А. Галкин _____ <small>(И.О. Фамилия)</small>	_____ <small>(личная подпись)</small>
Руководитель	С.В. Шаповалов _____ <small>(И.О. Фамилия)</small>	_____ <small>(личная подпись)</small>
Консультанты	_____ <small>(И.О. Фамилия)</small>	_____ <small>(личная подпись)</small>
	_____ <small>(И.О. Фамилия)</small>	_____ <small>(личная подпись)</small>

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) \_\_\_\_\_  
(личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Тольятти 2017

## **Аннотация**

Выпускная квалификационная работа бакалавров включает в себя создание надежного внешнего электроснабжения тепличного комплекса «Гринхаус».

Основными задачами проекта являются: расчет токов короткого замыкания на стороне высшего и низшего напряжения подстанции тепличного комплекса; выбор высоковольтного оборудования распределительных устройств высокого и низшего напряжения подстанции; расчет трансформаторов собственных нужд; выбор микропроцессорной релейной защиты и автоматики.

Представленная к обзору выпускная работа содержит пояснительную записку на 59 листах, 23 таблиц, 11 рисунков и шести чертежей формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Описание объекта выпускной работы.....	7
1.1 Анализ энергосистемы Белгородской области.....	8
1.2 Характеристика объекта проектирования.....	11
2 Выбор трансформатора главной понизительной подстанции.....	14
2.1 Расчет нагрузок электрических трансформаторной подстанции.....	14
2.2 Расчет необходимой мощности трансформаторов ТП.....	15
3 Выбор принципиальной схемы ГПП тепличного комплекса.....	18
4 Определение значений токов короткого замыкания.....	20
4.1 Расчет тока КЗ на сборных шинах 110 кВ.....	21
4.2 Расчет тока КЗ на сборных шинах 10 кВ.....	24
5 Выбор высоковольтного оборудования ГПП «Гринхаус».....	26
5.1 Выбор оборудования ОРУ-110 кВ ГПП «Гринхаус».....	27
5.2 Выбор оборудования для РУ-10 кВ.....	33
6 Выбор трансформаторов СН ГПП «Гринхаус».....	41
7 Релейная защита и автоматика.....	44
7.1 Дифференциальная защита трансформатора.....	44
7.2 Дуговая защита стороны 10 кВ.....	49
7.3 Система оперативного тока подстанции.....	50
Заключение.....	57
Список использованных источников.....	58

## **Введение**

Сельское хозяйство – это одно из составляющих современной экономики, отвечающие за обеспечение продовольственными товарами население, а также предоставление сырья для промышленности. Уровень развития данной отрасли, позволяет оценивать степень продовольственной безопасности той или иной страны. Согласно статистике, в настоящее время в сельском хозяйстве по всему миру задействовано более одного миллиарда ЭАН (экономически активное население страны).

В годы советской власти сельскому хозяйству, со стороны правящей партии уделялось огромное внимание, в связи с этим сельское хозяйство развивалось опережающими и ударными темпами. Развал СССР, а также отсутствие многие годы государственной поддержки привело к ухудшению состояния агропромышленного комплекса РФ, снизилась продовольственная безопасность страны, увеличился уровень безработицы в сельских поселениях до рекордных максимумов. Стоит отметить, что, за это время многие земли потеряли свои плодородные свойства, в связи с использованием низкого качества удобрений.

В связи с продовольственным эмбарго и рядом других санкций со стороны США и стран Евросоюза, в России последнее время пристальное внимание уделяется становлению сельскохозяйственного комплекса, т.к. данная отрасль является основой стабильности и эффективного развития страны.

В 2012 году на очередном заседании Правительства РФ была принята стратегия и план развития агропромышленного комплекса – Государственная программа развития сельского хозяйства и регулирования на 2013 – 2020 гг. Основными задачами данной программы являются:

1. Увеличение индекса сельской производительности;
2. Создание и сохранение рабочих мест;
3. Расширение продукции собственного производства;
4. Увеличение экспортируемых товаров.

Так как сельскохозяйственная отрасль является стратегически важной для развития экономики страны, то при строительстве и модернизации объектов данной отрасли используются современные достижения науки и инновационные технологии.

В августе 2016 г. Белгородская государственная дума рассмотрела и приняла проект строительства крупнейшего тепличного комплекса ООО «Гринхаус» на территории области в районе села Котово. Инициатором данного проекта выступила инвестиционная компания ООО «Сигма Кэпитал». Проект принято реализовать в несколько этапов на первом этапе (4 квартал 2017 г.) планируется возвести первую очередь тепличного комплекса площадью 24 Га, с мощностью комплекса 20 тыс.т. овощей в год. К 2020 г. планируется увеличение комплекса до 108 Га. При полной мощности тепличный комплекс сможет производить до 95 тыс. т овощей в год. Реализация данного проекта на территории области позволит получить статус «тепличной столицы России», а также обеспечить появление новых рабочих мест в регионе.

При защите данного проекта ООО «Сигма Кэпитал», выполнила сравнительный анализ множество условий электроснабжения планируемого тепличного комплекса, а именно:

1. Технологическое присоединение к электрическим сетям МРСК по тарифу ВН или СН2.
2. Технологическое присоединение к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» по тарифу ФСК.
3. Строительство собственной генерирующей станции.

В ходе сравнительного анализа, было установлено, что наиболее экономически выгоден вариант технологического присоединения к сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Согласно СП.13330.2011, схему электроснабжения тепличных комплексов следует проектировать в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Согласно техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок

ООО «Гринхаус» электроприемники относятся к 3 категории бесперебойности электроснабжения.

Целью данной работы является надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей тепличного комплекса «Гринхаус» в Белгородской области. Настоящим проектом предусматривается сооружение подстанции 110/10 кВ.

Для достижения поставленной цели, к решению в работе выдвигаются следующие задачи:

1. Определение типа, мощности и количества трансформаторов;
2. Выбор силового оборудования на главной понизительной подстанции;
3. Расчет токов короткого замыкания;
4. Расчет уставок РЗА силовых трансформаторов.

При создании проекта электроснабжения тепличного комплекса «Гринхаус» использовались общепринятые нормативно-правовые документы в области проектирования.

## 1 Описание объекта выпускной работы

ООО «Сигма Кэпитал» является крупной инвестиционной компанией, принадлежащая Абромовичу А.Р. Компания выступила инициатором строительства крупного тепличного комплекса (ООО «Гринхаус»), не имеющий аналогов на территории современной России.

Деятельность тепличного комплекса «Гринхаус» направлена на производство овощей защищенного грунта круглогодично. Основная цель инвестиционного проекта «Гринхаус» обеспечить к 2020 году, российский рынок овощами защищённого грунта не менее 12% от общего объема. На рисунке 1 показан внешний вид тепличного комплекса «Гринхаус».

При реализации данного проекта используются передовые технологии и инновационные методы, которые в свою очередь позволят создать на предприятии качественный продукт, соответствующий мировым стандартам, способный заменить импортные овощи.

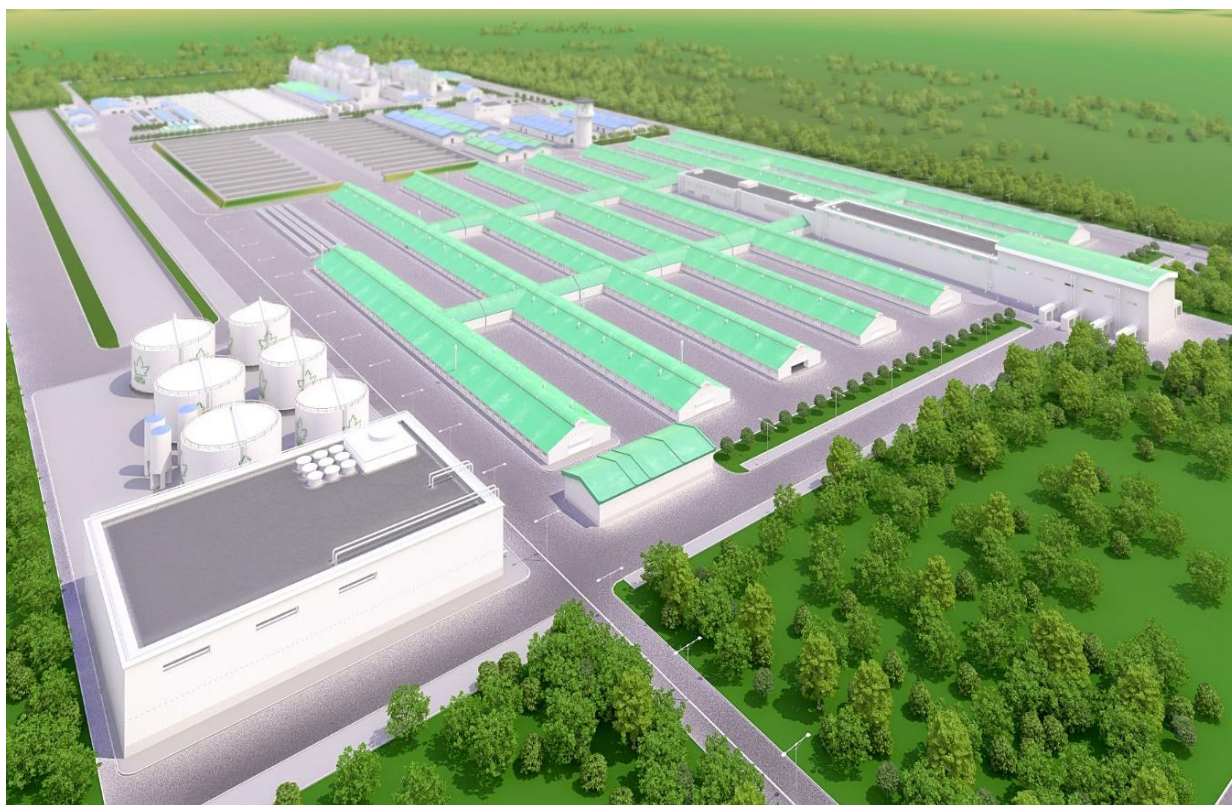


Рисунок 1 – Проект тепличного комплекса «Гринхаус»

## 1.1 Анализ энергосистемы Белгородской области

Белгородская энергосистема относится к числу дефицитных по мощности и электроэнергии. По данным «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на период 2016 - 2022 годы» максимум потребления Белгородской энергосистемы зафиксирован 2182 МВт, установленная мощность электростанций в Белгородской энергосистеме на 2016 год составляет 251 МВт (11,5% от потребления). В основном покрытие нагрузки Белгородской энергосистемы осуществляется из соседних энергосистем:

- из Курской энергосистемы по линиям электропередачи 110 кВ – 750 кВ;
- из Воронежской энергосистемы по линиям электропередачи 110 – 500 кВ;
- из Харьковской энергосистемы (Украина) по линиям 330 кВ.

Основные показатели динамики изменения максимума нагрузки энергосистемы Белгородской области представлена в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015
Максимум нагрузки, МВт	2 100,0	2 182,0	2 116,5	2 178,7	2 134,0
Абсолютный пророст, МВт	12,0	82,0	-65,5	62,2	-44,7
Относительный прирост, %	0,57	3,90	-3,00	2,94	-2,05
Число часов использования максимума нагрузки	7 026	6 831	6 996	6 842	6 977





Рисунок 2 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы

Согласно СиПР ЕЭС России, прогнозируется ежегодное увеличение максимума нагрузки с 2169 МВт в 2016 году до 2205 МВт в 2021 году, что составляет за весь период 1,66 процента, среднегодовой – 0,54 процента (таблица 2, рисунок 3).

Таблица 2 – Прогноз максимума нагрузки

	Факт	Прогноз						Средне- годовой прирост, %
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Максимум нагрузки, МВт	2 134,0	2 169,0	2 183	2 189	2 192	2 193	2 205	<b>0,54</b>

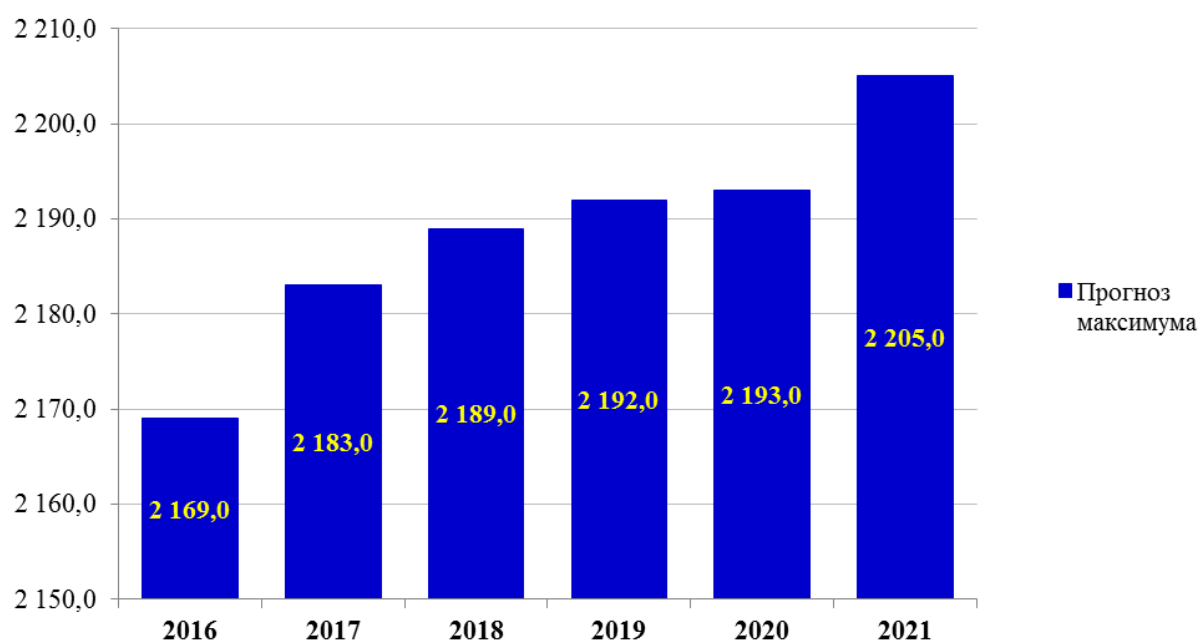


Рисунок 3 – Прогноз максимума нагрузки Белгородской области

С точки зрения энергоснабжения территорий, Белгородская область имеет ярко выраженные три части: Юго - Западный, Северный и Восточный энергорайоны.

Основными питающими центрами Северного района Белгородской энергосистемы являются:

- ПС 750/500/330 кВ Металлургическая (ПАО ФСК ЕЭС);
- ПС 500/330/110/35 кВ Старый Оскол (ПАО ФСК ЕЭС);
- ПС 330/220/110/35 кВ Губкин (ПАО ФСК ЕЭС);
- ПС 330/110/35 кВ Лебеди (ПАО «Лебединский ГОК»).

Загрузка автотрансформаторов Северного района Белгородской энергосистемы не превышает 70%, уровни напряжения находятся в области допустимых значений.

На основании выше изложенного, можно сделать вывод, о том, что тепличный комплекс «Гринхаус» будет получать мощность в необходимом объеме.

## 1.2 Характеристика объекта проектирования

Объектом выпускной квалификационной работы бакалавров является тепличный комплекс «Гринхаус» в Белгородской области. Основная задача разработать внешнее электроснабжение тепличного комплекса «Гринхаус» в составе подстанции ПС 110 кВ общей мощностью 120 МВА.

Строительство понизительной подстанции 110/10 кВ намечено на участке земли в составе тепличного комплекса "Гринхаус". Проектируемое сооружение находится примерно в 10 км от северо-восточной окраины г. Старый Оскол и геоморфологическом отношении приурочен к третьей левобережной террасе долины реки Оскол.

Климатические условия района строительства:

- Район строительства входит (согласно СП 131.13330.2012 «СНиП 23.01-99 «Строительная климатология») во 2-ю строительную-климатическую зону подрайона 2В и характеризуется умеренно-континентальным климатом;

- Средняя годовая температура составляет 6,4 0С;

- Абсолютный минимум температуры (минус 35 С) наблюдается в феврале, абсолютный максимум (+38 С) в июле;

- Среднее количество осадков за ноябрь-март составляет 191 мм, за апрель-октябрь – 362 мм, максимальное суточное - 83 мм, количество осадков за год - 553 мм;

- Ветровой режим района характеризуется преобладанием северо-восточных ветров в июне-августе и юго-западных – в декабре-июле. Согласно ПУЭ (седьмое издание) II ветровой район, нормативное ветровое давление 500 Па;

- Район по толщине стенки гололедообразования относится к 20 мм;

- Глубина сезонного промерзания глинистых грунтов составляет 107 см, песчаных – 130 см;

- Степень загрязнения атмосферы – I (к установке на подстанции принимается оборудование с нормальной изоляцией, с длиной пути утечки 2 см/кВ).

Питание подстанции осуществляется по кабельно-воздушной линии 110кВ от ПС 500 кВ Старый Оскол до ГПП 110/10 кВ ООО «Гринхаус». Схема подстанции 110/10 кВ принята двухтрансформаторная в соответствии с ТУ МЭС Центра.

Реализация данного проекта будет проходить в два этапа, в связи с этим принято решение разбить строительство главной понизительной подстанции (ГПП), также на два этапа:

- 1 Этап: установка трансформатора Т1, одной ячейки 110 кВ, двух секций ЗРУ 10 кВ;

- 2 Этап установка дополнительно трансформатора Т2, второй ячейки 110 кВ и двух секций ЗРУ 10 кВ.

Строительные решения при проектировании ГПП, предусмотреть одновременно под два этапа строительства.

Структурная схема электроснабжения тепличного комплекса «Гринхаус» представлена на рисунке 4.

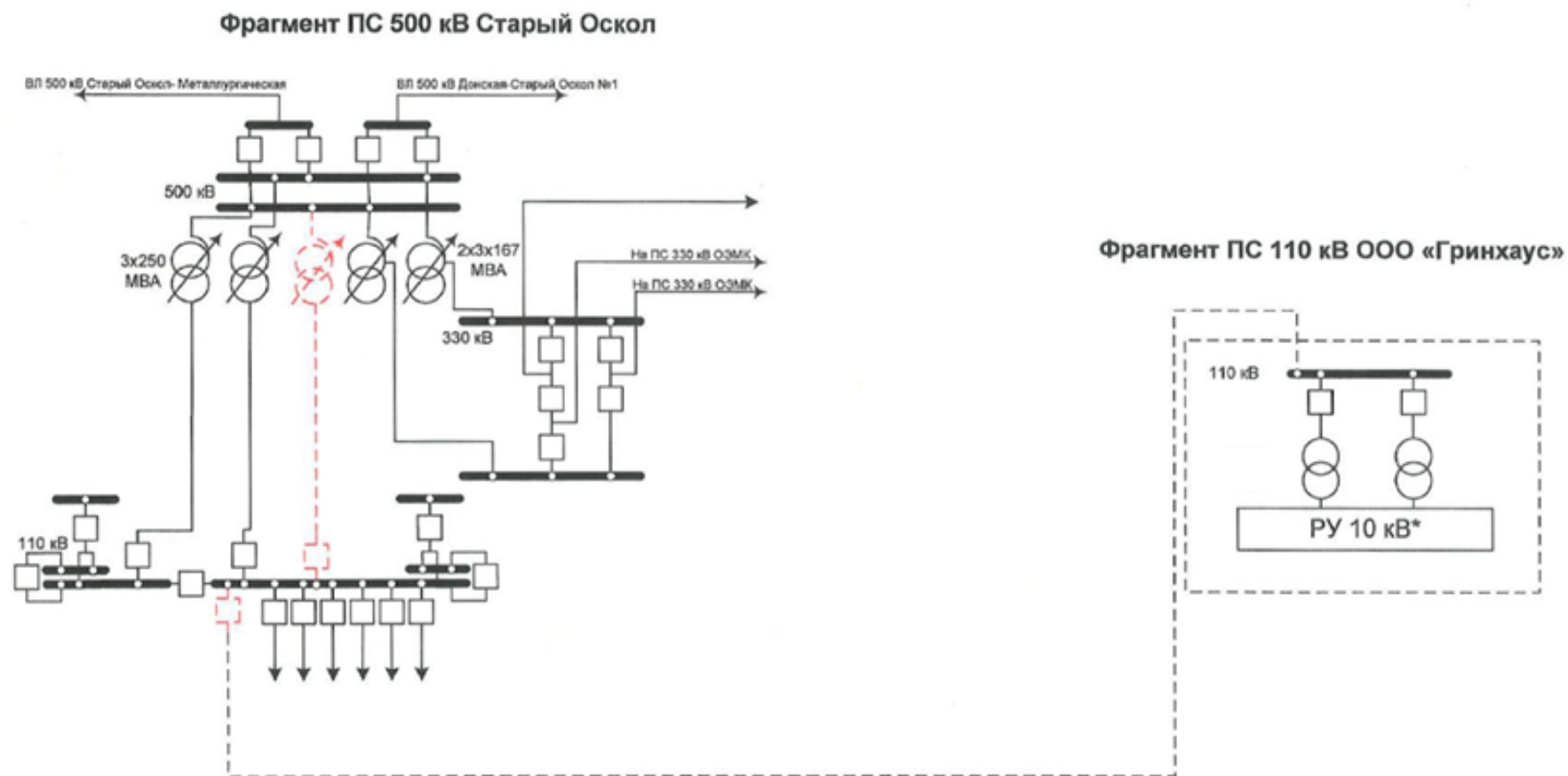


Рисунок 4 – Структурная схема электроснабжения тепличного комплекса «Гринхаус»

## **2 Выбор трансформатора главной понизительной подстанции**

Основными электроприемниками современных тепличных комплексов являются:

1. Система вентиляции – предназначена для естественного проветривания через вентиляционные проемы в кровле. Данная система позволяет обеспечивать необходимый объем воздуха в теплице для поддержания в периоды жарких дней. Промы могут открываться автоматически или вручную от кнопки.

2. Система зашторивания теплиц – основная функция данной системы заключается в снижении перегревов воздуха в теплице в период жарких дней, а также для уменьшения тепловых потерь в холодные времена года.

3. Система отопления и рециркуляции воздуха - необходима для поддержания температурного режима в объеме теплицы в соответствии с требованиями к технологическому процессу.

4. Система водоснабжения и канализации – в ее состав входят поливочные установки, питьевой водопровод, система технологического дренажа и т.д.

5. Электродосвечивание и электроосвещение.

6. Технологическое оборудование минеральных удобрений.

7. Система подкормки растений углекислым газом и др.

### **2.1 Расчет нагрузок электрических трансформаторной подстанции**

В настоящее время электрические нагрузки тепличного комплекса подлежат уточнению. В связи с этим расчет электрических нагрузок будет производиться на шинах 10 кВ ГПП с учетом установленной мощности комплектно-трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, предназначенных для питания электроприемников тепличного комплекса.

Определение планируемых мощностей электрических нагрузок производят с учетом коэффициента несовпадения максимумов нагрузки потребителей, коэффициентов загрузки трансформаторов КТП-10/0,4 кВ.

Суммарная мощность на 1 секции шин 10 кВ определяется, как:

$$P_{HH} = \Sigma(n_{HHi} \cdot P_{HHi}) \cdot k_{МП},$$

где  $n_{HHi}, P_{HHi}, k_{МП}$  - параметры электроприемников на стороне 10 кВ ГПП.

Полная мощность на 1 секции шин 10 кВ

$$S_{HH\lambda} = P_{HH} / \cos\varphi,$$

где  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности электроприемников на секции сборных шин 10 кВ.

Принимая во внимание ТУ полученные от ПАО «ФСК ЕЭС», а также для уменьшения токов короткого замыкания, к установке принимаются трансформаторы с расщепленной обмоткой НН. Согласно представленной методики не обходимо произвести расчет для двух секций сборных шин 10 кВ. Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ ГПП представлен в таблице 3.

## **2.2 Расчет необходимой мощности трансформаторов ТП**

В агропромышленной отрасли возможна установка на подстанциях одного, двух и более силовых трансформаторов. Количество трансформаторов на подстанции определяется наличием потребителей ответственных категорий электроснабжения (ПУЭ) и технико-экономическим анализом.

Принимая во внимание, что реализация данного проекта будет проходить в два этапа, то к установке на первом этапе на территории подстанции принимается один трансформатор. Место под второй трансформатор необходимо предусмотреть на первом этапе проектирования.

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ ГПП

	Наименование	Мощность КТП, кВА	Установленная нагрузка $P_{уст}$ , кВт	Коэффицие нт загрузки трансформ аторов $K_z$	Расчетная нагрузка с учетом потерь в трансформ аторах $P_p$ , кВт	Коэффициент мощности $\cos\phi$	Расчетная полная нагрузка $S_p$ , кВА	Расчетны й ток I, А
<b>Потребители 1-й секции шин 10 кВ</b>								
1	КТП9.1	1x2500	2039,1	0,83	2054,8	0,97	2120,8	122,4
2	КТП9.2	1x2500	1986,3	0,81	2001,4	0,97	2065,1	119,2
3	КТП9.3	1x2500	2031,7	0,83	2047,3	0,97	2113,0	122,0
4	КТП9.4	1x2500	1672,7	0,68	1684,6	0,97	1735,4	100,2
5	КТП9.5	2x2500	4124,7	0,84	4156,6	0,97	4290,6	247,7
6	КТП9.6	2x2500	4124,7	0,84	4156,6	0,97	4290,6	247,7
7	КТП9.7	2x2500	3877,6	0,79	3906,8	0,97	4030,0	232,7
8	КТП9.8	2x2500	3905,1	0,74	3798,1	0,97	3899,8	232,4
	<b>Итого по 1 с.ш.</b>		<b>23677,4</b>		<b>23857,3</b>	<b>0,97</b>	<b>24615,5</b>	<b>1421,2</b>
<b>Потребители 2-й секции шин 10 кВ</b>								
9	КТП9.9	2x2500	3795,3	0,77	3823,5	0,97	3943,3	227,7
10	КТП9.10	2x2500	3497,5	0,71	3522,8	0,97	3630,3	209,6
11	КТП9.11	2x2500	3396,1	0,69	3420,5	0,97	3523,9	203,5
12	КТП9.12	2x2500	3345,4	0,68	3369,3	0,97	3470,7	200,4
13	КТП9.13	2x2500	3345,4	0,68	3369,3	0,97	3470,7	200,4
14	КТП9.14	2x1600	2066,8	0,51	1605,2	0,94	1710,9	100,7
15	КТП9.15	2x630	506,0	0,35	433,9	0,80	544,4	31,2
16	КТП9.16	2x630	534,2	0,34	464,5	0,92	510,7	35,4
	<b>Итого по 2 с.ш.</b>		<b>20474,9</b>		<b>20021,4</b>	<b>0,96</b>	<b>20749,2</b>	<b>1198,0</b>
	<b>ИТОГО</b>		<b>44152,6</b>		<b>43878,6</b>	<b>0,97</b>	<b>45362,8</b>	<b>2619,0</b>



Номинальная мощность трансформаторов на ГПП тепличного комплекса, определяется, как:

$$S_{HT} \geq S_{BH},$$

где  $S_{HT}$  - мощность выбранного силового трансформатора, МВА;  $S_{BH}$  - суммарная мощность потребителей 1 и 2 –ой секций сборных шин подстанции.

На основании полученных расчетных данных (таблица 3) к установке принимается силовой трансформатор типа ТРДН-63000/110/10/10. Схема и группа соединения обмоток  $Y_n/D-D-11-11$  производства компании АО «Группа «СВЭЛ» г. Екатеринбург.

Для силовых трансформаторов 110/10 кВ, предусматривается аварийный маслоотвод. Система канализации предусматривает отвод дождевых вод и аварийных проливов масла от приямков под трансформаторами в маслосборник, рассчитанный на 100 % объем масла в одном трансформаторе. В трансформаторе содержится масло в количестве 17,5 т. В пересчете на объем  $17,5/0,85=20,6$  м куб. масла. Объем маслосборника принят с запасом 47 м куб.

### 3 Выбор принципиальной схемы ГПП тепличного комплекса

Выбор главной схемы ГПП тепличного комплекса является основополагающим при проектировании электрической части подстанции, т.к. он определяет полный перечень элементов высоковольтного оборудования и вторичных связей.

Главная схема на стороне 110 кВ ГПП «Гринхаус» тепличного комплекса – принята с одной системой сборных шин без секционирования (рисунок 5). Выбор схемы на стороне 110 кВ, обусловлен ситуацией сложившейся к настоящему времени в сетях электроснабжения района, а также требованиями технических условий ПАО «ФСК ЕЭС».

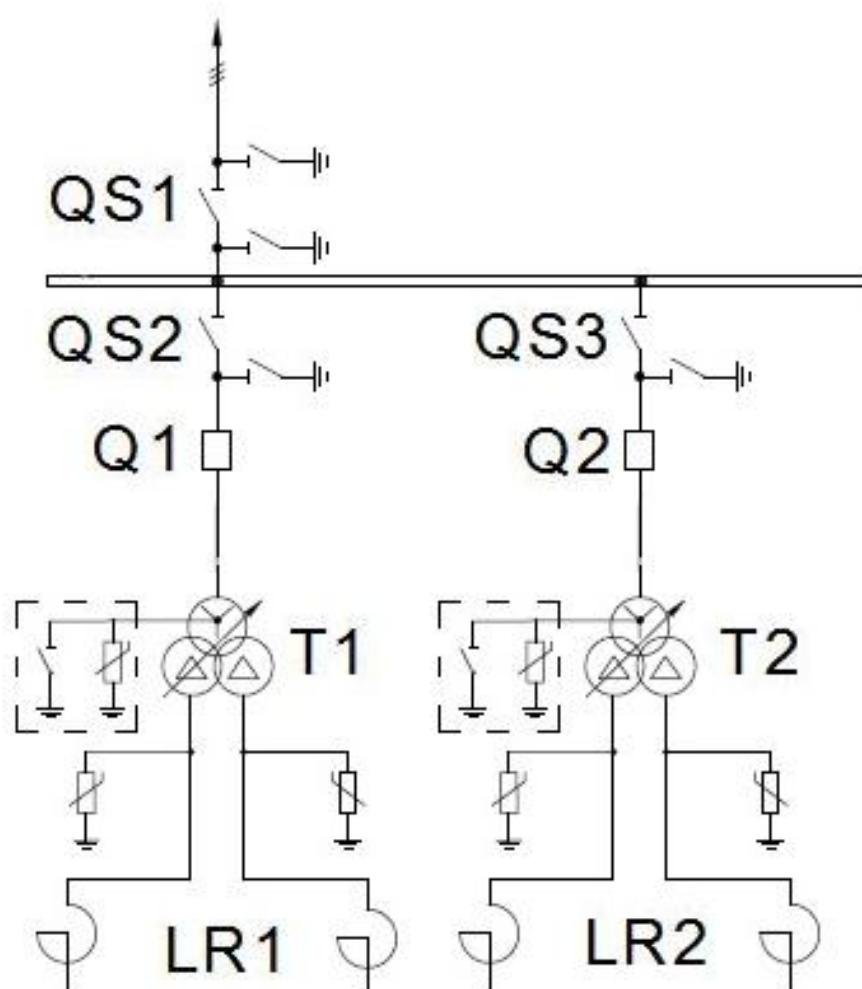


Рисунок 6 – Схема ОРУ 110 кВ

С учетом возможной перспективы развития схемы ПС и появления второй цепи ЛЭП 110 кВ, необходимо предусмотреть в проектируемой схеме ПС место под секционную переключку. Ввод с ЛЭП 110 кВ осуществляется на линейные порталы ПС, далее на блоки с линейными разъединителями. На стороне 110 кВ предусматривается установка ТН-110 кВ для контроля наличия напряжения и ведения технического учета электроэнергии.

На стороне 10 кВ главная схема принята с разделением на секции шин:

1,2 секция шин – Т1;

3,4 секция шин – Т2.

Секционирование по стороне 10 кВ предусматривается после установки второго трансформатора.

#### 4 Определение значений токов короткого замыкания

В работе произведен расчет токов коротких замыканий, необходимый для оценки их изменения, на сборных шинах 110 кВ, 10 кВ «Гринхаус» в сравнение с перспективным развитием энергосистемы региона.

Для рассмотрения правильности выбора электрических аппаратов и жестких проводников совместно с опорными конструкциями используют расчётные данные КЗ, а именно значения трёхфазного КЗ в усиленном режиме электроэнергетической системы, это в свою очередь позволяет проверить выбранное оборудование на динамическую стойкость.

В таблице 4 представлены реальные и перспективные значения токов короткого замыкания на сборных шинах 110 кВ. Перспективное развитие – это развитие энергосистемы до 2021 г. включительно.

Таблица 4- Таблица токов трехфазного и однофазного КЗ на шинах ПС 110/10 кВ «Гринхаус» (прогнозируемые)

Наименование подстанций	Место к.з.	3 - фазное к.з.		1 - фазное к.з.	
		I 1 макс	I 1 мин	3Io макс	3Io мин
ПС 110/10 кВ Гринхаус	СШ-110 кВ	8450/ 9600	6800/ 7000	6600/ 6800	5450/ 6000

Исходные данные для расчета токов КЗ представлены в таблице 5 и 6.

Таблица 5 – Паспортные характеристики ТРДН-63000/110/10/10

Технические показатели	
$U_{BH}$ , В	115000
$U_{HH}$ , В	11000
$U_{HH}$ , В	11000
$S_{ном}$ , кВА	63000
$P_x$ , Вт	29000
$P_{кз}$ , кВт	245000
Напряжение короткого замыкания, $U_{кз}$ , %	ВН-НН - 10,5; ВН-НН1;ВН-НН2 - 20; НН1-НН2 - 30
$I_{xx}$ , %	0,1

Таблица 6 – Паспортные характеристики РТСТГ-10-2500-0,2

Наименование параметра	
$U_{ном}$ , В	10000
$I_{ном}$ , А	2500000
$x_{ном}$ , Ом	0,2

При расчете токов КЗ необходимо принять следующие существенные допущения:

1. Расчётное напряжение каждого уровня ступени электрической схемы принимается на 5% выше номинального.
2. Не принимаю во внимание сдвиги ЭДС ИП по фазам, входящих в установленную схему. ИП в работе принят единым с бесконечной мощностью  $S_{СИС} = \infty$ .
3. Пренебрегаю емкостными токами в воздушных и кабельных линиях.
4. Пренебрегаю токами намагничивания трансформатора.
5. Напряжение энергосистемы неизменно.

Для установления значений токов КЗ необходимо разработать расчетную схему и схему замещения подстанции, в которой все электрические и магнитные связи представлены соответствующими сопротивлениями (рисунок 7 и 8).

#### 4.1 Расчет тока КЗ на сборных шинах 110 кВ

В качестве источника питания принимается ЛЭП «Старый Оскол» - «Гринхаус», к которой присоединяется ПС «Гринхаус» с длиной 10 км.

Задаёмся следующими параметрами:

$$S_{СИС} = \infty; X_{СИС} = 0; U_{ном.с} = 115 \text{ кВ}; X_{уд} = 0,4 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление воздушной ЛЭП «Старый Оскол» - «Гринхаус»:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot L,$$

где  $X_{уд}$  - удельное сопротивление ЛЭП «Старый Оскол» - «Гринхаус»;  $L$  – длина ЛЭП «Старый Оскол» - «Гринхаус».

$$X_{л} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом.}$$

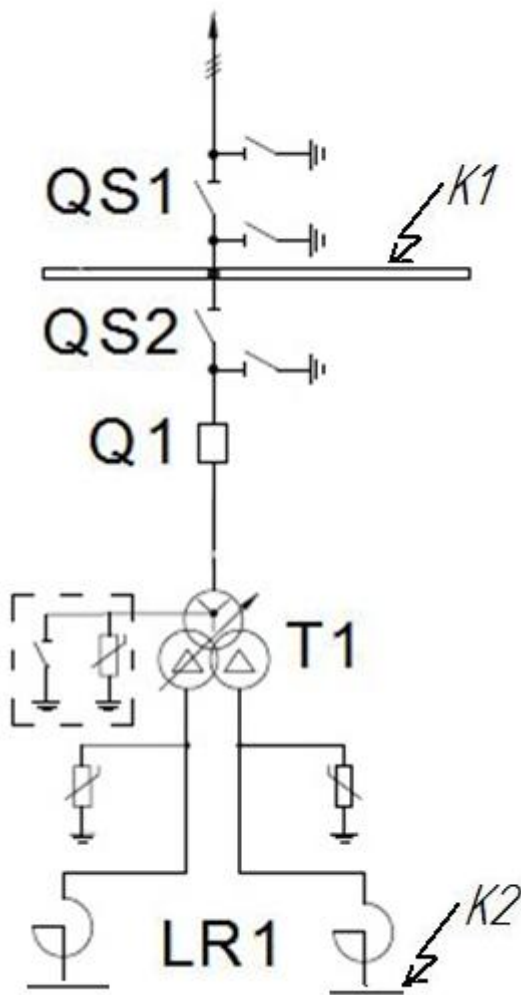


Рисунок 7 – Схема расчёта коротких замыканий

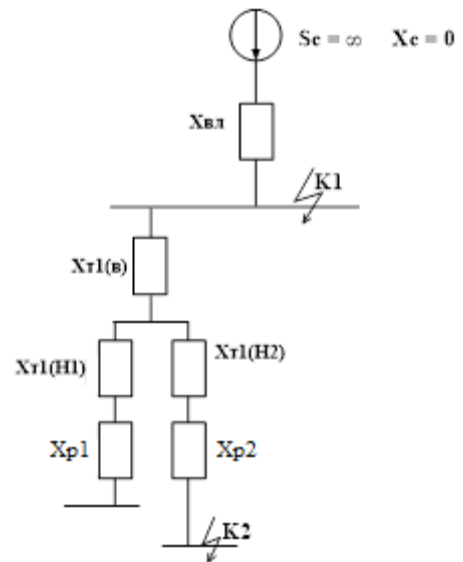


Рисунок 8 – Схема замещения

Ток трехфазного КЗ в точке К1, можно определить по следующей формуле:

$$I_{\text{п.о.к1}} = \frac{U_{\text{НОМ.С}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{Л}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 4} = 16,6 \text{ кА.}$$

Соответственно, ударная величина тока КЗ в установленной т.К1 равен:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.к1} \cdot k_{y\partial};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 16,6 \cdot 1,92 = 45,07 \text{ кА},$$

где  $k_{y\partial} = 1,92$  – ударная величина тока КЗ на РУ-110 кВ ПС «Гринхаус».

#### 4.2 Расчет тока КЗ на сборных шинах 10 кВ

Сопротивление воздушной ЛЭП «Старый Оскол» - «Гринхаус» к напряжению 10 кВ:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot L \cdot \left( \frac{U_{нн.т}}{U_{вн.т}} \right)^2,$$

где  $X_{уд}$  - удельное сопротивление ЛЭП «Старый Оскол» - «Гринхаус»;  $L$  – длина ЛЭП «Старый Оскол» - «Гринхаус»;  $U_{нн.т}$  - расчетное напряжение в К2.

$$X_{л} = 0,4 \cdot 10 \cdot \left( \frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,0333 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора ТРДН-63000/110/10/10:

$$X_T = \frac{U_{к.в-н} \% \cdot U_{нн.т}^2}{100 \cdot S_{ном.т}} = \frac{10,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 63} = 0,18375 \text{ Ом};$$

$$X_T^B = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 0,18375 = 0,023 \text{ Ом};$$

$$X_T^{H1} = X_T^{H2} = 0,175 \cdot X_T = 0,125 \cdot 0,18375 = 0,3216 \text{ Ом};$$

$$X_{т.к2} = X_T^B + X_T^{H1,H2} = 0,023 + 0,3216 = 0,3416 \text{ Ом}.$$

Сопротивление реактора РТСТГ-10-2500-0,2:



$$X_{\text{реактор}} = 0,2 \text{ Ом.}$$

В итоге, ток КЗ в точке К2 равен:

$$I_{\text{п.о.к2}} = \frac{U_{\text{нн.т}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma, \text{к2}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0 + 0,0333 + 0,3416 + 0,2)} = 10,6 \text{ кА.}$$

Ударная величина тока КЗ на сборных шинах 10 кВ:

$$i_{\text{yo}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.к2}} \cdot k_{\text{yo}};$$

$$i_{\text{yo}} = \sqrt{2} \cdot 10,6 \cdot 1,85 = 27,5 \text{ кА,}$$

где  $k_{\text{yo}} = 1,85$  – ударное значение тока КЗ на РУ-10 кВ ПС «Гринхаус».

Сводим результаты расчетов в таблицу 7.

Таблица 7 – Значения токов КЗ на сборных шинах ПС «Гринхаус»

Наименование ТКЗ	Место нахождения точки КЗ	Значение ТКЗ $I_{\text{п.о.}}$	Ударный ток ТКЗ
К1	На С.Ш. РУ-110 кВ	16,6 кА	45,07 кА
К2	На С.Ш. РУ- 10 кВ	10,6 кА	27,5 кА

Использование расчетных данных (таблицы 7) позволит выбрать высоковольтное оборудование ПС с запасом по коммутационной способности, т.к. прогнозируемые данные ниже чем полученные расчетным путем.

Соответственно, изменение конфигурации и режимов работы сети 110 кВ при строительстве ПС 110/10 кВ «Гринхаус» в перспективе до 2021 года не потребует замены существующих выключателей 110 кВ установленных на ПС 110/10 кВ «Гринхаус» и смежных с ней объектов электроэнергетики.

## 5 Выбор высоковольтного оборудования ГПП «Гринхаус»

Выбор высоковольтного оборудования является важным этапом проектирования электрической части подстанции. Высоковольтное оборудование выбирается с учетом развития энергосистемы региона, что позволяет избежать дополнительных затрат при вводе новых мощностей. Выбираемое оборудование должно отвечать современным тенденциям выдвигаемые к надежности, удобству и безопасности эксплуатации.

Устанавливаемые высоковольтные выключатели на территории ГПП «Гринхаус» должны соответствовать ГОСТ Р 52565-2006.

На этапе строительства, на территории подстанции будет установлено следующее оборудование:

- одна ячейка 110 кВ с комплектом необходимого оборудования;
- силовой трансформатор мощностью 63 МВА;
- реакторное оборудование для снижения уровня токов короткого замыкания на шинах 10 кВ;
- блочно-модульное здание с ячейками КРУ совмещенное с ОПУ.

Т.к. к 2021 г. на территории будет установлен второй трансформатор мощностью 63 МВА, необходимо произвести расчет токов не только для нормального режима, но и с учетом утяжеленного режима (40%-ая перегрузка).

Определим значения токов в нормальном и аварийном режимах:

- На стороне 110 кВ:

$$I_{НОРМ} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{сред}};$$

$$I_{Р.МАХ} = 1,4 \cdot \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{сред}},$$

где  $S_{т. ном}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА;  $U_{сред}$  - среднее напряжение РУ, кВ; 1,4 – коэффициент утяжеленного режима работы сети.

РУ-110 кВ:

$$I_{НОРМ} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{сред}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,6 \text{ А};$$

$$I_{P.MAX} = 1,4 \cdot \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{сред}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443,3 \text{ А}.$$

РУ-10 кВ (вводные и секционированные выключатели):

$$I_{НОРМ} = \frac{S_{т. ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{сред}} = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1734,1 \text{ А};$$

$$I_{P.MAX} = 1,4 \cdot \frac{S_{т. ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{сред}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 2427,7 \text{ А}.$$

РУ-10 кВ (отходящие фидеры) – расчет производится для наиболее загруженной линии, согласно таблице 3 – фидер к КТП 9.5:

$$I_{НОРМ} = 247,7 \text{ А};$$

$$I_{P.MAX} = \frac{I_{НОРМ}}{0,95} = \frac{247,7}{0,95} = 260,7 \text{ А}.$$

Результаты расчета сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Величины рабочих токов

Наименование	Расчетные рабочие токи, А	
	в рабочем режиме энергосистемы	в аварийном режиме энергосистемы
РУ-110 кВ ГПП «Гринхаус»	316,6	443,3
РУ-10 кВ (вводные ячейки)	1734,1	2427,7
РУ-10 кВ (отходящие фидеры)	247,7	260,7

## 5.1 Выбор оборудования ОРУ-110 кВ ГПП «Гринхаус»

### 5.1.1 Выбор выключателей 110 кВ

Условия выбора выключателя представлены в ГОСТ Р 52565-2006. Выбор выключателя осуществляется по следующим критериям:

- Номинальное напряжение:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном};$$

- максимально рабочий ток:

$$I_{ном} \geq I_{max};$$

- способность отключения симметричного тока:

$$I_{откл.ном} \geq I_{н\tau};$$

- возможность отсечение аperiodической величины КЗ:

$$i_{a.ном} \geq i_{a\tau};$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{a\tau};$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.\tau} \cdot e^{-\tau/T_a};$$

- способность выдерживать электродинамические процессы при КЗ:

$$I_{пр.скв} \geq I_{н0}$$

- на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$B_k = I_{н.0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a).$$

Для РУ-110 кВ «Гринхаус» принимается высоковольтный выключатель ВГТ-110 компании «ЗЭТО». Результаты расчета представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет выключателя 110 кВ

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$ , кВ	$U_{ном} = 110$	=	$U_{ном} = 110$
$I_n$ , А	443,3	<	$I_n = 2000$
$I_{но}$ , кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 16,6$	<	$I_{но} = 40$
$i_a$ , кА	$i_a = 0,698$	<	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ноп}}{100}) \cdot I_{но} =$ $= (\sqrt{2} \cdot 45/100) \cdot 40 = 25,5$
$B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = I_{\Sigma}^{(3)2} \cdot t_t = 15,16$	<	$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 2 = 3200$
$I_{нс}$ , кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 16,6$	<	$I_{нс} = 40$
$i_{y\theta}$ , кА	$i_{\Sigma y\theta}^{(3)} = 45,07$	<	$i_{y\theta} = 102$

На основании полученных результатов (таблица 9), все расчётные данные выключателя меньше или равны техническим (каталожным) параметрам, следовательно, выключатель ВГТ-110-40/2000 У1 компании ЗАО «ЗЭТО» годится для установки на территории ОРУ.

### 5.1.2 Выбор разъединителей 110 кВ

На ОРУ-110 кВ требуется установить разъединители двух типов:

- с 2 ножами заземления – 1 шт;
- с 1 ножом заземления – 1 шт.

В соответствии с требованиями ПАО «ФСК ЕЭС», к установке принимаются разъединители горизонтально-поворотного типа РГН.2-110Ш/1000 УХЛ1 и РГН.1б-110Ш/1000 УХЛ1. Результаты расчета представлены в таблице 10.

Выбор разъединителей производится:

- по конструктиву, тип установки оборудования;

- по установленному напряжению электроустановки;
- по номинальным значениям тока электроустановки;
- на стойкость электродинамическим воздействиям от токов КЗ;
- по термической устойчивости.

Таблица 10 – Расчет разъединителей 110 кВ

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$ , кВ	$U_{ном} = 110$	=	$U_{ном} = 110$
$I_n$ , А	443,3	<	$I_n = 1000$
$B_{к.ном}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = I_{\Sigma}^{(3)2} \cdot t_t =$ $= 15,16$	<	$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 2 = 3200$
$I_{nc}$ , кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 16,6$	<	$I_{nc} = 40$
$i_{y\delta}$ , кА	$i_{\Sigma y\delta}^{(3)} = 45,07$	<	$i_{y\delta} = 100$

На основании полученных результатов (таблица 10), можно сделать вывод что разъединители типа РГН.2 выбраны правильно. Разъединители серии РГН-110 кВ серийно выпускаются на предприятие ЗАО «ЗЭТО».

### 5.1.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

В соответствии с электрической схемой подстанции к установке принимается один трансформатор тока устанавливаемый перед коммутационным аппаратом.

Выбор измерительного трансформатора тока производится:

- по номинальному напряжению электрической сети;
- по нагрузочной способности ТТ;
- по термической и электродинамической устойчивостям и др.

В качестве трансформатора тока в РУ-110 кВ к установке принимаем трансформатор тока типа ТОГФ-110.П-0S/0.5/10P/10P – 400/5 УХЛ1. Перечень измерительных приборов, подключаемых к трансформатору тока и их мощности, представлен в таблице 11. Результаты расчет выбора ТТ представлены в таблице 12.

Таблица 11 – Определение нагрузок на вторичную обмотку ТОГФ-110/300

№	Измерительный аппарат	Паспортные значения		
		А	В	С
1	Амперметр для измерения тока	0,5	–	–
2	Ваттметр для измерения мощности активной	0,5	–	0,5
3	Варметр для измерения мощности реактивной	0,5	–	0,5
4	Электрический счетчик (энергии активной)	2,5	2,5	–
5	Электрический счетчик (энергии реактивной)	–	2,5	2,5
	Мощность, В·А	4	5	3,5

Таблица 12 – Проверка выбранного измерительного ТТ

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$ , кВ	$U_{ном} = 110$	=	$U_{ном} = 110$
$I_n$ , А	316,6	<	$I_n = 400$
$B_{к.ном}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = I_{\Sigma}^{(3)2} \cdot t_t = 15,16$	<	$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 2 = 3200$
$i_{y\delta}$ , кА	$i_{\Sigma y\delta}^{(3)} = 45,07$	<	$i_{y\delta} = 100$
$Z_{2ном}$ , Ом	$Z_{2ном} = 1,2$	-	-
$R_{приб}$ , Ом	$R_{приб} = 0,2$	-	
$R_{np}$ , Ом	$R_{np} \leq 0,9$		
$s$ , мм <sup>2</sup>	$s = \frac{\rho \cdot I_{np}}{R_{np}} = 1,94$	$1,94 \Rightarrow$ выбираем провода КВВГ 2,5	

Согласно таблицы 12 все установленные данные соответствуют данным взятым из паспорта оборудования, следовательно измерительный трансформатор тока типа ТОГФ-110.П-0S/0.5/10P/10P – 400/5 УХЛ1 (рисунок 9) компании ЗАО «ЗЭТО» подходит для установки.

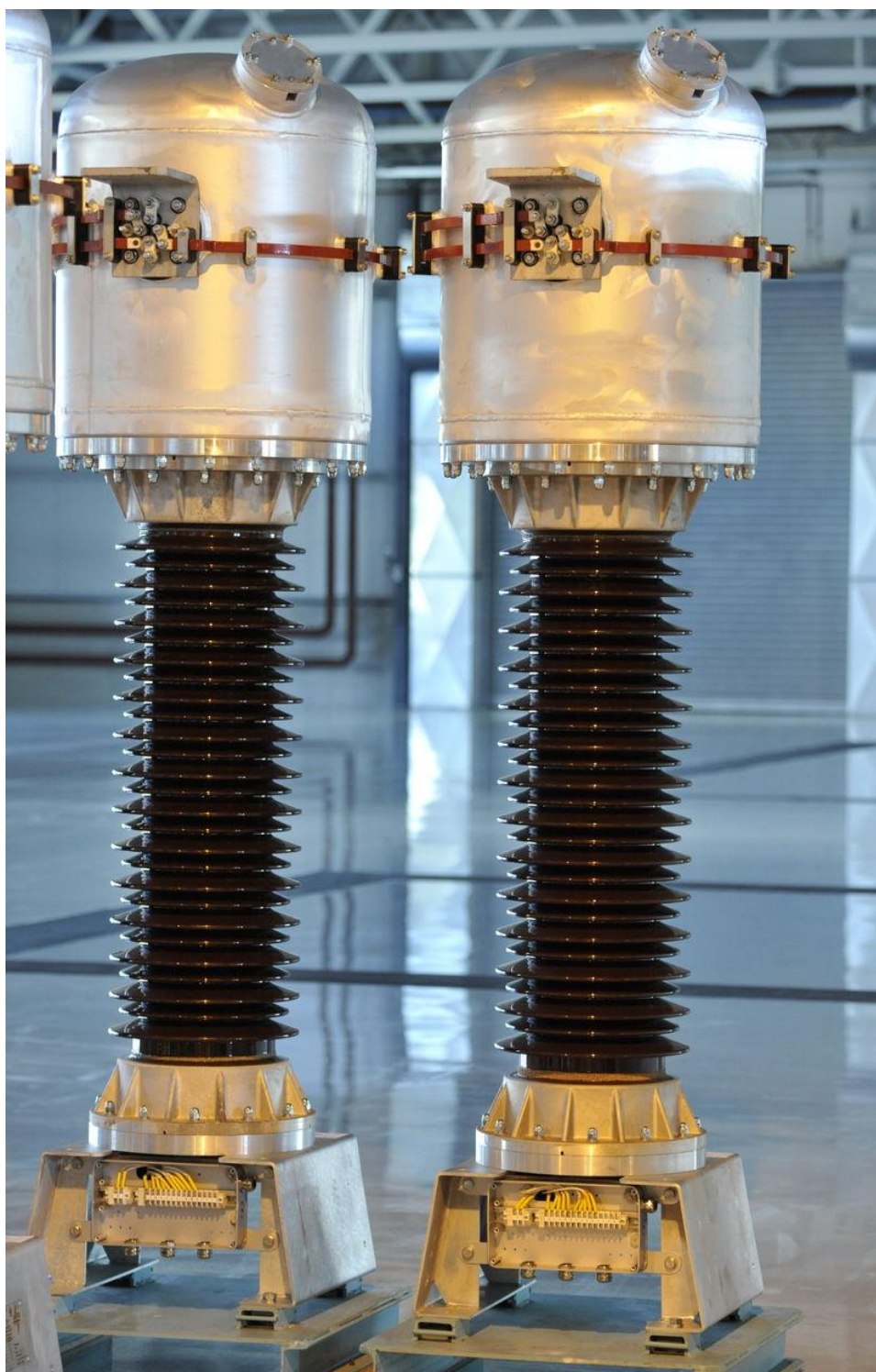


Рисунок 9 – Внешний вид измерительного трансформатора тока

#### 5.1.4 Выбор измерительного ТН 110 кВ

В качестве трансформатора напряжения в ОРУ 110 кВ к установке принимаем трансформатор напряжения типа ЗНОГ-110П – 0,2S/0,5/3P – УХЛ1. Результаты расчета сведены в таблице 13.



Таблица 13 – Сравнение параметров ТН и расчётных данных

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$ , кВ	$U_{ном} = 110$	=	$U_{ном} = 110$
$S_{2\Sigma}$ , ВА	$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} =$ $= \sqrt{53,04^2 + 7,4^2} = 53,55$	<	$S_{2\Sigma} = 400$

Согласно таблице 13 все полученные данные соответствуют данным из паспорта на оборудование, следовательно измерительный ТН ЗНОГ-110П – 0,2S/0,5/3P – УХЛ1 компании ЗАО «ЗЭТО» подходит для установки.

### 5.1.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты преобразующего оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений, к установке принимаем ограничители перенапряжений, типа:

- перед силовым трансформатором: ОПН-П1-110/77/10/3 УХЛ1;
- в нейтраль трансформатора: ОПН-П1-110/60/10/3 УХЛ1.

### 5.2 Выбор оборудования для РУ-10 кВ

Для экономия времени при строительстве подстанций, для РУ-10 кВ в последнее время все чаще используют блочно-модульные здания (БМЗ). К установке принимается БМЗ производства АО «Группа «СВЭЛ»».

РУ серии КРУН(БМ)-СВЭЛ относятся к электрическим установкам высокого напряжения и представляют собой устройства наружной установки в отдельно стоящем здании, предназначенные для приёма энергии трехфазного тока переменного значения. РУ серии КРУН(БМ)-СВЭЛ применяются для установки на высоте не более 1000 м над уровнем моря и для работы в условиях, соответствующих исполнениям УХЛ или ХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

На ГПП «Гринхаус» БМЗ состоит из отдельных транспортабельных модулей:

- 6 модулей - 1 очередь строительства;
- 3 модуля - 2 очередь строительства.

Размер здания 7,32x24,0м - для 1 очереди строительства (в том числе ОПУ), 7,32x12,0 для 2 очереди.

Каждый модуль в основании имеет цельную раму, которая создает дополнительную жесткость зданию. Установка модульного здания выполняется на заранее подготовленный фундамент. В здании, устанавливаемом на первом этапе строительства предусмотрено помещение для установки оборудования комплектного РУ 10 кВ и ОПУ. Для второго этапа предусматривается только помещение РУ 10 кВ.

Каркас здания (модулей) состоит из несущих стальных металлоконструкций с антикоррозионным покрытием. Стены выполнены из трехслойных панелей "СЭНДВИЧ" толщиной 100 мм, кровля из аналогичных панелей толщиной 120 мм. Цоколь облицовывается металлическим профлистом. В качестве утеплителя применяется негорючая, жесткая минплита «IZOVOL», выполняемая на основе базальтовых горных пород. Внешний вид БМЗ для ПС «Гринхаус» представлен на рисунке 10.

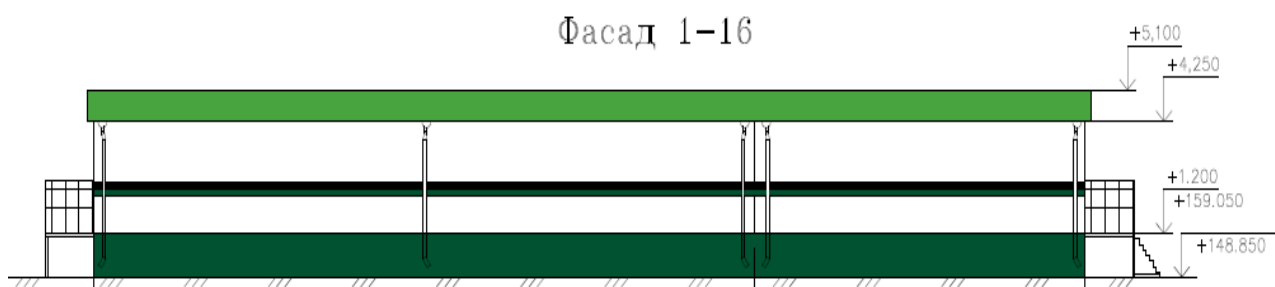


Рисунок 10 – Внешний вид БМЗ

Для установки системы вентиляции, в стенах блок-модулей выполнены проемы. С наружной стороны, над проемами установлены козырьки для защиты элементов вентиляционной системы от атмосферных осадков и льда.

В помещении БМЗ выполнено заземляющее устройство в виде замкнутого контура. Контур изготовлен из стальной полосы сечением 4х40 мм, окрашенной в черный цвет по всей длине с маркировкой в соответствии с ГОСТ Р 50462-2009 (поперечные полосы желтый-зеленый-желтый). Контур заземления БМЗ имеет минимум две точки подключения внешнего контура заземления.

В стенах блок-модулей установлены входные двери. Входные двери выполнены из листовой стали с утеплением и содержат следующие элементы:

- уплотнения по всему контуру прилегания;
- внутренние самозапирающиеся замки;
- приспособления для пломбировки;
- петли для навесных замков.

При необходимости входные двери могут быть оборудованы доводчиками.

Над входными дверями установлены съемные козырьки для защиты от атмосферных осадков и льда.

#### 5.2.1 Ячейки КРУ-10 кВ

В БМЗ устанавливаем новые ячейки КРУ-СВЭЛ производства компании АО «Группа «СВЭЛ»».

К поставке предлагаются ячейки КРУ-СВЭЛ двухстороннего обслуживания, с номинальным током сборных шин 2500А, ток термической стойкости 20кА. Ячейки оснащаются вакуумными выключателями ВВ/TEL.

КРУ-СВЭЛ предназначены для работы внутри закрытых помещений при следующих условиях окружающей среды:

- высота над уровнем моря – до 1000 м;
- верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха – не выше плюс 40°С;
- нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха – не ниже минус 25°С;

- относительная влажность воздуха – 98% при температуре плюс 25°С;
- тип атмосферы – II промышленная по ГОСТ 15150-69;
- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных паров и газов, разрушающих изоляцию и металл.

КРУ-СВЭЛ соответствуют требованиям ГОСТ 14693-90, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.4-75, ТУ 0ЭТ.536.001.

КРУ-СВЭЛ объединяет в себе множество инновационных решений, реализованных на основе испытаний. Также особое внимание было уделено обеспечению высокого уровня безопасности оборудования, надежности, простоте и экономической эффективности конструкторских решений. Внешний вид ячейки КРУ-СВЭЛ представлен на рисунке 11.



## Рисунок 11 – КРУ-СВЭЛ-10 кВ

### 5.2.2 Выбор и проверка выключателей

В качестве выключателя в КРУ 10 кВ примем вакуумный выключатель типа ISM\_15 производства «Таврида Электрик». Данный выключатель пришел взамен ВВ/TEL. Выключатель данной серии имеет ряд преимуществ:

- удобство эксплуатации;
- наличие электромагнитного привода;
- повышение электродинамические характеристики.

Сравнение параметров приведём в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение параметров выключателя и расчётных данных

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$ , кВ	$U_{ном} = 10$	=	$U_{ном} = 10$
$I_n$ , А	1734,2	<	$I_n = 2500$
$I_{но}$ , кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 10,6$	<	$I_{но} = 20$
$i_{a.ном}$ , кА	$i_a = 5,6$	<	$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100}) \cdot I_{но} =$ $= (\sqrt{2} \cdot 40/100) \cdot 20 = 11,2$
$B_{к.ном}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = I_{\Sigma}^{(3)2} \cdot t_t =$ $= 10,6^2 \cdot 0,065 = 7,3$	<	$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800$
$I_{\Sigma}^{(3)}$ , кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 10,6$	<	$I_{nc} = 20$
$i_{y\partial}$ , кА	$i_{\Sigma y\partial}^{(3)} = 27,5$	<	$i_{y\partial} = 102$

Так как все расчётные данные выключателя (таблица 14) меньше или равны паспортным данным выключателя, то выключатель ISM\_15 компании «Таврида Электрик» подходит для установки в ячейки РУ-10 кВ.

### 5.2.3 Выбор разъединителей

В ячейках ввода на секции и в ячейках секционных выключателей к установке принимаются разъединители типа РВРЗ-2–10/2500.

Сравнение параметров приведём в таблице 15.

Таблица 15 - Расчет разъединителей 10 кВ

Технические показатели	Предполагаемые данные	Равенство	Данные из паспорта
$U_{ном}$ , кВ	$U_{ном} = 10$	=	$U_{ном} = 10$
$I_n$ , А	1734	<	$I_n = 2500$
$B_{к.ном}$ , кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 7,3$	<	$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 2 = 3200$
$I_{нс}$ , кА	$I_{\Sigma}^{(3)} = 10,6$	<	$I_{нс} = 40$
$i_{y\delta}$ , кА	$i_{\Sigma y\delta}^{(3)} = 27,5$	<	$i_{y\delta} = 100$

### 5.2.4 Выбор и проверка трансформатора тока

Принимаем к установке трансформаторы тока ТОЛ-СВЭЛ-10-2500/5. В таблице 16 определим вторичную нагрузку измерительных трансформаторов тока, а в таблице 17 сравним параметры.

Таблица 16 – Определение значения вторичной нагрузки ТОЛ-СВЭЛ-10-2500/5

№	Измерительный аппарат	Паспортные значения		
		А		
1	Амперметр для измерения тока	0,5	–	–
2	Ваттметр для измерения мощности активной	0,5	–	0,5
3	Варметр для измерения мощности реактивной	0,5	–	0,5
4	Электрический счетчик (энергии активной)	2,5	2,5	–

	$S_{\text{приб}}, \text{В}\cdot\text{А}$	4	2,5	1
--	--	---	-----	---

Таблица 17 – Сравнение параметров ТТ и расчётных данных

Параметр ТТ	Расчётные данные	Соотношение	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} = 10$	=	$U_{\text{ном}} = 10$
Номинальный ток, А	1734	<	$I_{\text{н}} = 1500$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\Sigma}^{(3)2} \cdot t_t = 10,6^2 \cdot 0,065 = 7,3$	<	$B_{k.\text{ном}} = 40^2 \cdot 2 = 3200$
Электродинамическая стойкость, кА	$i_{\Sigma y\delta}^{(3)} = 27,5$	<	$i_{y\delta} = 100$
Вторичная нагрузка, Ом	$Z_{2\text{ном}} = 1,2$	-	-
Сопротивление подключенных приборов, Ом	$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{4}{5^2} = 0,16$		-
Сопротивление соединительных проводов, Ом	$R_{\text{np}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}$ $R_{\text{к}} = 0,1$ $R_{\text{np}} \leq 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94$		-
Сечение соединительных проводов, $\text{мм}^2$	$s = \frac{\rho \cdot I_{\text{np}}}{R_{\text{np}}} = \frac{0,03 \cdot 50}{0,94} = 1,6$		1,6 $\Rightarrow$ выбираем провода АКВВГ 2

Так как все расчётные данные представленные в таблице 17 меньше или равны паспортным данным, то трансформатор тока ТОЛ-10-2500/5 компании АО «Группа «СВЭЛ»» подходит для установки в ячейки КРУ-10 кВ. Трансформаторы тока соединены в схему полная звезда.

### 5.2.5 Выбор и проверка трансформатора напряжения

В качестве трансформаторов напряжения в КРУ 10 кВ для двух секций примем трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.П-СВЭЛ-10 кВ.

Данный трансформатор напряжения имеет ряд существенных преимуществ, по сравнению с конкурентами, а именно наличие СПУЭ вместо общепринятого предохранителя – плавкая вставка. Использование СПУЭ (съёмное электромагнитное предохранительное устройство) позволяет отказаться от ЗИП на территории подстанции. Определим набор приборов для

каждой группы присоединений и произведем подсчет активной и реактивной мощностей в таблице 18. А также, в таблице 19 сравним параметры ТН.

Таблица 18 – Определение вторичной нагрузки трансформатора напряжения

№	Место установки и перечень приборов	Тип	$S_{ном}$ , ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Общее число	P, Вт	Q, Вар
1	Сборные шины								
	Вольтметр	Э-378	2	1	1	0	1	2	–
	Вольтметр Регистр.	И-393	10	1	1	0	1	10	–
	Ваттметр Регистр.	И-395	10	1	1	0	1	10	–
	Частотомер Регистр.	И-397	7	1	1	0	1	7	–
	Счетчик активной энергии	ЦЭ6803В-Р32	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
	Счетчик реактивной энергии	ЦЭ6813	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
	Итого							32,04	7,4

Таблица 19 - Сравнение параметров ТН и расчётных данных

Параметр ТН	Расчётные данные	Соотношение	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 10$	=	$U_{ном} = 10$
Вторичная нагрузка, ВА	$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} =$ $= \sqrt{32,04^2 + 7,4^2} = 32,88$	<	$S_{2\Sigma} = 200$



Так как все расчётные данные меньше или равны паспортным данным, то выбранный трансформатор напряжения ЗНОЛ.П-СВЭЛ-10 кВ компании «СВЭЛ» подходит для установки.

## 6 Выбор трансформаторов СН ГПП «Гринхаус»

Для питания нагрузок СН ГПП, в том числе устройств оперативного тока, расчет нагрузок собственных нужд представлен в таблице 20, предусмотрена установка трансформаторов собственных нужд мощностью 160 кВА каждый на напряжение 10/0,4 кВ.

Система рабочего заземления источника питания принята глухозаземленная типов TN-C и TN-S.

Таблица 20 – Мощность потребителей СН ГПП «Гринхаус»

Тип монтажной единицы	Тип оборудования	Количество оборудования, шт.	Постоянная нагрузка, кВт	Кратковременная нагрузка, кВт
Силовой трансформатор «1Т 110/10кВ»	Вентилятор дутья	28	$0,37 \times 28 = 10$	
	Двигатель переключателя РПН			$1 \times 1 = 1$
Силовой трансформатор «2Т 110/10кВ»	Вентилятор дутья	28	$0,37 \times 28 = 10$	
	Двигатель переключателя РПН			$1 \times 1 = 1$
Шкаф СОПТ	Зарядное устройство	2	$5 \times 2 = 10$	
Разъединитель 110кВ	Двигательный привод (для каждого ножа)	4		$1 \times 0,25 = 0,25$
	Обогрев привода (для каждого ножа)	10	$0,225 \times 10 = 2,25$	
Выключатель 110кВ	Пружинный привод	2		$1,1 \times 2 = 2,2$
	Обогрев шкафа	8	$0,5 \times 8 = 4$	

Шкафы Зажимов ОРУ-110кВ (ШЗВ+ЯЗН+ШУ)	Обогрев шкафа	5	0,2x5=1	
Шкафы Зажимов ОРУ-110кВ (ШЗВ+ЯЗН+ШУ)	Освещение шкафа	5		0,06x1

Продолжение таблицы 20

Наружное освещение ОРУ- 110кВ			5,4	
Вентиляция БМЗ Обогрев БМЗ, Рабочее освещение БМЗ			45	
Шкаф ТМ			0,55	
Шкаф связи			0,55	
Сварочная сеть				4,5
<b>Итого, кВт</b>			88,75	9
<b>Итого, А</b>			136,5	14

Конструктивное выполнение шкафов собственных нужд:

- выполняются в виде сборных шкафов из оцинкованной стали одностороннего обслуживания;
- ЩСН-0,4 кВ изготавливаются шкафного типа стационарными автоматическими выключателями производства;

По способам подвода шин или кабелей реализуются все варианты. В щите реализуется система автоматического ввода резерва (АВР). При нарушении питания ТСН одной из секций (снижении или превышении установленного уровня напряжения, обрыве одной или нескольких фаз, обрыве нейтрального проводника) автоматика ЩСН осуществляет автоматический ввод резервного питания (АВР) по схеме явного или неявного резервирования.

В качестве дополнительной защиты от однофазных замыканий на землю в сети 0,4кВ предусматривается организация токовой защиты на трансформаторе тока нейтрального проводника ЩСН.

ЩСН имеет локальную микропроцессорную систему мониторинга и контроля, позволяющую производить интеграцию ЩСН по стандартному протоколу в АСУ ТП. Система позволяет считывать значения токов и напряжений на вводах и секциях ЩСН, положения автоматических выключателей, сигналы аварии и неисправности, а также управлять выключателями по командам АСУ.

Мощность при 3-ф повреждении на шинах 0,38 кВ равна:

$$S_{K3} = 0,001 \cdot S_H / (U_k / 100),$$

$$S_{K3} = 0,001 \cdot 160 / (4 / 100) = 4,$$

где  $S_H$  – номинальная мощность трансформатора 160 кВА;  $U_k$  – напряжение короткого замыкания 4 %.

Тогда 3-х фазный ток КЗ будет равен:

$$I_{K3} = \frac{S_{K3}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \text{ (кА)}$$

$$I_{K3} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 5,78 \text{ (кА)},$$

где  $S_{K3}$  - мощность короткого замыкания;  $U_H$  - номинальное расчетное напряжение, 0,4.

Токи тепловых расцепителей автоматов ЩСН выбираются на 25-30% больше расчетного, в соответствии с стандартным рядом номинальных токов автоматов. Отключающая способность автоматов допускает протекание токов до 6кА.

## **7 Релейная защита и автоматика**

### **7.1 Дифференциальная защита трансформатора**

Защита силовых трансформаторов обеспечивается двумя комплектами микропроцессорных терминалов, в качестве основной защиты применяется дифференциальная защита (ДЗТ) в зону действия которой кроме силового трансформатора входит часть ошиновки с выключателем 110 кВ, реакторы 10 кВ и шинные мосты ввода секций шин 10 кВ.

В качестве резервной, применена максимально токовая защита (МТЗ) с пуском по напряжению, защита включена на трансформаторы тока со стороны питания, кроме резервирования основной защиты трансформатора, данная защита резервирует отказ защит от междуфазных КЗ секций 10 кВ.

Токовые цепи основной и резервной защиты включены на разные вторичные обмотки трансформаторов тока. ДЗТ обеспечивает защиту от всех видов коротких замыканий внутри бака и выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку.

Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания. Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты.

Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе.

Резервная защита МТЗ на всех сторонах трансформатора выполняется в трехфазном исполнении и содержит:

- реле максимального тока, при этом МТЗ имеет две ступени;
- реле выдержки времени для действия на выключатель каждой из сторон трансформатора;
- пусковые органы по напряжению, реагирующие на уменьшение междуфазных напряжений и на увеличение напряжения обратной последовательности.

Кроме вышеперечисленного терминал основной защиты включает:

- защиту от перегрузки (ЗП),
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке,
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения,
- реле минимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН,
- УРОВ выключателя ВН
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты и действие на отключение через группу отключающих реле трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;

Основные защиты независимыми контактами выходных промежуточных реле действуют на:

- отключение выключателя стороны 110 кВ;
- на пуск УРОВ выключателей стороны 110 кВ;
- отключение выключателя стороны 10 кВ с запретом АПВ;
- в схему охлаждения (пуск обдува);
- на блокировку РПН при перегрузке.

Резервные защиты независимыми контактами выходных промежуточных реле действуют на:

- отключение выключателя стороны 110 кВ;
- на пуск УРОВ выключателей стороны 110 кВ;
- отключение выключателей стороны 10 кВ.

Дополнительно в токовых цепях защит предусматриваются испытательные блоки для обеспечения проверок и испытаний, а так же переключатели для оперативного ввода/вывода различных функций защиты.

Аппаратурой шкафа предусмотрено работа с двумя комплектами цепей газовой защиты трансформатора, каждый комплект запитаны от отдельных источников питания и имеет контроль изоляции, блокирующей работу защит и подающий сигнал о неисправности, что повышает надежность схемы управления, в цепях защиты предусмотрены переключатели режима работы защиты на сигнал или отключение.

Терминал резервной защиты позволяют выполнить автоматику управления выключателем (АУВ) которая содержит следующие устройства (узлы) и защиты:

- формирование команд на включение и отключение выключателей с обеспечением необходимой длительности импульсов включения и отключения для надежной работы выключателя;

- фиксацию отключения выключателя от защит и формирование сигналов пуска АПВ и аварийного отключения;

- защиту электромагнитов управления выключателей от длительного протекания тока сверх установленной длительности, выходной контакт защиты отключает независимый расцепитель автоматических выключателей электромагнитов управления;

- контроль исправности электромагнитов управления выключателей. Контроль цепей отключения по обоим электромагнитам отключения производится при включенном положении выключателя, цепей включения – при отключенном;

- блокировку управления, действующую при неисправности выключателя, при которой запрещается его включение и отключение;

- формирование сигнала об отключенном положении выключателя в схему резервных защит для автоматического ускорения защит.

- прием сигналов от газовой защиты трансформатора (ГЗТ);

-прием сигналов газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН).

Дискретными входами терминала обеспечивается контроль цепей питания привода выключателя, давления изолирующей среды в дугогасящих камерах выключателя и корпусах трансформаторов тока и напряжения 110 кВ.

Произведем расчет уставок защиты силового трансформатора ГПП «Гринхаус».

### 7.1.1 ВН

Для определения тока срабатывания защиты необходимо знать значение тока небаланса. Ток небаланса составляет сумму трёх составляющих, значения которых и определим:

Составляющая, обусловленная регулированием напряжения:

$$I_{нб\ пер} = \frac{\Delta U_{пер}}{(1 - \Delta U_{пер})} \cdot I_{\Sigma}^{(3)} = \frac{0,16}{(1 - 0,16)} \cdot 16,6 = 3,2 \text{ (кА)},$$

где  $\Delta U_{пер}$  - диапазон регулирования напряжения трансформатора, %.

Составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока:

$$I_{нб\ тт} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{\Sigma}^{(3)} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 16,6 = 3,32 \text{ (кА)},$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим;  $K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;  $\varepsilon$  - полная погрешность трансформатора тока.

Составляющая, обусловленная погрешностями выравниваниями, погрешностью преобразования аналого-цифрового преобразователя:

$$I_{нб\ f} = K_{ног} \cdot I_{\Sigma}^{(3)} = 0,02 \cdot 16,6 = 0,33 \text{ (кА)},$$

где  $K_{\text{пог}}$  - средний коэффициент погрешности.

Сложим составляющие и найдём ток небаланса:

$$I_{\text{нб}\Sigma} = I_{\text{нб}\text{ рел}} + I_{\text{нб}\text{ тт}} + I_{\text{нб}\text{ ф}} = 3,2 + 3,32 + 0,33 = 6,85 \text{ (кА)}.$$

Ток срабатывания дифференциальной защиты на стороне ВН:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}\Sigma} = 1,1 \cdot 6,85 = 7,535 \text{ (кА)},$$

где  $K_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчётов, запас, погрешности реле.

### 7.1.2 НН

Аналогично расчётам на стороне ВН, определим значения составляющих тока небаланса:

Составляющая, обусловленная регулированием напряжения:

$$I_{\text{нб}\text{ рел}} = \frac{\Delta U_{\text{рел}}}{(1 - \Delta U_{\text{рел}})} \cdot I_{\Sigma}^{(3)} = \frac{0,16}{(1 - 0,16)} \cdot 10,6 = 2,21 \text{ (кА)}.$$

Составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока:

$$I_{\text{нб}\text{ тт}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\Sigma}^{(3)} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 10,6 = 2,32 \text{ (кА)}.$$

Составляющая, обусловленная погрешностями выравниваниями, погрешностью преобразования аналого-цифрового преобразователя:

$$I_{\text{нб}\text{ ф}} = K_{\text{пог}} \cdot I_{\Sigma}^{(3)} = 0,02 \cdot 10,6 = 0,232 \text{ (кА)}.$$



Сложим составляющие и найдём ток небаланса:

$$I_{нб\Sigma} = I_{нб\text{рег}} + I_{нб\text{тт}} + I_{нб\text{ф}} = 2,21 + 2,32 + 0,232 = 4,762 \text{ (кА)}.$$

Ток срабатывания дифференциальной защиты на стороне ВН:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб\Sigma} = 1,1 \cdot 4,762 = 5,238 \text{ (кА)}.$$

Таким образом, рассчитали уставки продольной дифференциальной защиты трансформатора ТРДН-63000/110/10/10.

## 7.2 Дуговая защита стороны 10 кВ

Локализация дуговых замыканий в отсеках шкафов РУ-10кВ предусматривается дуговой защитой с оптоволоконными датчиками (ВОД).

Питание дуговой защиты предусматривается отдельными кабельными линиями к автоматам СОПТ.

Дуговая защита (ДЗ) шинного моста и отсека выключателя ввода 10кВ секций действует на отключение выключателя трансформатора 110кВ с запретом АПВ. Срабатывание датчиков дуговой защиты отсеков сборных шин 10кВ, отсеков выключателей 10кВ а также всех отсеков камер трансформаторов напряжения и секционных разъединителей 10кВ действует на отключение выключателей вводов и секционных выключателей 10кВ. Работа пусковых органов ДЗ предусмотрена с контролем тока защищаемой секции.

ВОД, установленные в отсеках высоковольтных шкафов и имеющие практически круговую диаграмму направленности, фиксируют световую вспышку от электрической дуги и передают ее по оптическому волокну в блок детектирования света устройства.

При этом, устройство формирует дискретный сигнал на отключение высокого напряжения от распределительного устройства, тем самым, защищая оборудование от разрушения. В зоне действия электрической дуги находятся только пассивные компоненты (объектив ВОД и волоконно-оптический

кабель), обладающие абсолютной невосприимчивостью к электромагнитным помехам.

Устройство использует радиальный принцип построения, когда каждый ВОД имеет свою зону наблюдения и ему присваивается свой номер. Применение такого принципа построения защиты позволяет быстро определить место повреждения и сделать более гибкой логику работы устройства совместно с РЗА.

### **7.3 Система оперативного тока подстанции**

Для цепей управления, защиты, сигнализации и оперативной блокировки проектом принят постоянный ток 220В.

Система рабочего заземления источника питания принята изолированная типа IT. Цепи оперативной блокировки, учитывая их степень ответственности и возможное количество поток-отказов системы оперативного тока в следствии неисправности в данных цепях, подключены к отдельным блокам питания шкафа оперативного тока и имеют возможность секционирования по стороне 220В постоянного тока.

Потребителей питающихся от аккумуляторной батареи, можно разделить на три группы: постоянно включенная нагрузка, временная нагрузка и кратковременная нагрузка. Постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, постоянно включенных ламп сигнализации и микропроцессорных терминалов, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения, оценка их мощности приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Мощность потребителей СОПТ подстанции

<b>Тип монтажной единицы</b>	<b>Тип оборудования</b>	<b>Кол-во, шт</b>	<b>Постоянная нагрузка, Вт</b>	<b>Кратковременная нагрузка, Вт</b>	<b>Нагрузка аварийного режима, Вт</b>
Шкафы управления	Арматура светодиодная	16	8x1,1=8,8		

трансформатором 1Т(2Т), ША 110 и 10 кВ и автоматика РПН 1Т(2Т)	Указатель положения разъединителей	12	4x1,1=4,4		
	Микропроцессорное устройство основной защиты	2	2x20=40		1x40=40
	Микропроцессорное устройство резервной	2	15x3=45		1x20=20
	Микропроцессорное устройство РПН	2	2x7=14		2x15=30
	Пром. реле цепей управления	6		1x0,75=0,75	6x0,75=4,5
	Катушка включения ВВ-110кВ	2		1x500=500	
	Катушка отключения ВВ-110кВ	2			1x500=500
Устройство ККЭ		2	2x10=20		
Шкаф РАС		1	1x35=30		
Устройство дуговой защиты	Дуговая защита с ОВД	2	2x15=30		1x30=30
Цепи оперативной блокировки разъединителей 110 и 10кВ	Блок замок ЗБ-1	5	6x50=300		
Шкаф Центральной сигнализации	Микропроцессорное устройство	1	20x1=20		40x1=40
	Звонок	1			22
	Арматура светодиодная	4			4x1,1=4,4
	Пром. реле цепей сигнализации	4			4x0,75=3
Шкаф 10кВ с выключателем	Микропроцессорное устройство	44	44x10=440		2x20=40
	Арматура светодиодная	44	22x1,1=24,2		
	Катушка отключения ВВ-10кВ	44			2x200=400
	Катушка включения ВВ-10кВ	44		1x200=200	
	Двигатель пружинного привода	44		1x200=200	
Шкаф 10кВ с ТН-10кВ	Микропроцессорное устройство	4	4x10=40		

<b>Итого, Вт</b>			<b>1047,4</b>	<b>900,75</b>	<b>1163</b>
<b>Итого, А</b>			<b>4,76</b>	<b>4,1</b>	<b>5,4</b>

Временная нагрузка – появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима – токи нагрузки аварийного освещения. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность 2,0 часа). Примерный состав точек установки светильников аварийного освещения, выполняемого с использованием ламп накаливания, и оценка их мощности приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет аварийного освещения

Место установки светильников	Количество светильников	Мощность единицы, Вт	Общая мощность, Вт
ЗРУ 10 кВ при двух выходах	4	200	800
ОПУ подстанции 110/10кВ	2	100	200

Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током. Нагрузка аварийного режима создается при аварийном отключении присоединения, в расчет принят наихудший режим при срабатывании дифференциальной защиты трансформатора, когда отключаются три выключателя подстанции и задействовано максимальное количество МР устройств защиты

Выбор аккумуляторной батареи. На подстанциях с цепями управления на постоянном оперативном токе предпочтительно использование аккумуляторных батарей с намазными пластинами типа СН:

1. Постоянную нагрузку принимаем равной:  $I_{дл} = 4,76$  А.
2. Нагрузку аварийного освещения:  $I_{ав} = 6,5$  А.

3. Кратковременную нагрузку определяем, исходя из количества одновременно отключаемых выключателей, их типов и приводов к ним, и по нагрузке потребляемой терминалами РЗА в режиме срабатывания:  $I_{кр} = 5,4 \text{ А}$ .

### 7.3.1 Выбор емкости аккумуляторной батареи

Выбор емкости аккумуляторной батареи (АБ) осуществляется из условия гарантированного питания нагрузки от аккумуляторной батареи в конце ее срока службы в течение одного часа (или в течение другого требуемого времени резервирования). Известно из практики, что аккумуляторная батарея к концу гарантированного срока эксплуатации теряет 20 % своей емкости, а затем при последующей ее эксплуатации теряет 10 % своей емкости через каждый последующий год.

Работой принято время резервирования не менее 8 часов, а гарантийный срок службы не менее 15 лет.

Тогда, если длительный ток нагрузки щита составляет 4,76 А, но с учетом возможных толчковых нагрузок принимаем запас, по емкости АБ в 20% то есть:

$$E = 1,2 \cdot I_{наг} \cdot T_{рез} \text{ (Ач);}$$

$$E = 1,2 \cdot 4,76 \cdot 8 = 45,6 \text{ (Ач),}$$

где  $E$  – расчетная емкость аккумуляторной батареи, (А•ч);  $I_{наг}$  -длительный ток нагрузки, (А);  $T_{рез}$  - время резервирования принимаем 8, (ч).

С учетом возможной перспективы развития подстанции, принимаем из стандартного ряда емкостей АКБ ближайшую большую равную 60 (А•ч). Емкость аккумуляторной батареи в конце гарантированного срока ее эксплуатации (15 лет) будет равна:

$$E_{гар} = E \cdot 0,8 \text{ (Ач);}$$

$$E_{гар} = 60 \cdot 0,8 = 48 \text{ (Ач).}$$

Остаточная емкость аккумуляторной батареи в конце полного срока ее эксплуатации будет равна:

$$E_{\text{ост}} = E_{\text{гар}} - (T \cdot 0,1 \cdot E_{\text{гар}}) (\text{Ач});$$

$$E_{\text{ост}} = 48 - 5 \cdot 0,1 \cdot 48 = 24 (\text{Ач}),$$

где  $T$  – допустимое количество лет последующей эксплуатации аккумуляторной батареи после завершения гарантийного срока принимаем 5 лет;  $E_{\text{ост}}$  – остаточная емкость АБ (А•ч).

Выбранная таким образом аккумуляторная батарея с гарантированным сроком службы 15 лет обеспечивает нормативное время резервирования один час и через 20 лет.

### 7.3.2 Выбор тока зарядных агрегатов

Ток зарядных агрегатов принимаем исходя из полного заряда батарей за 8 часов, по формуле:

$$I_{\text{зар}} = 1,2 \cdot E / T_{\text{зар}} + I_{\text{наг}} (\text{А});$$

$$I_{\text{зар}} = 1,2 \cdot 60 / 8 + 4,76 = 13,7 (\text{А}),$$

где  $T_{\text{зар}}$  – время заряда, принимаем 8 ч.;  $E$  – емкость аккумуляторной батареи 60 (А•ч);  $I_{\text{зар}}$  – зарядный ток, (А);  $I_{\text{наг}}$  – длительный ток нагрузки 4,76 (А).

Принимаем из стандартного ряда токов зарядных устройств ближайший больший 20 (А•ч). Ожидаемый максимальный ток по справочным данным для АКБ Sonnenschein сери А 500 (А512/60):

$$I_{\text{мах}} = 400 (\text{А}).$$

Ожидаемый максимальный ток короткого замыкания по справочным данным для АКБ Sonnenschein сери А 500 (А512/60).

$$I_{кз} = 1878(\text{А}).$$

Принятые в проекте сечения кабелей удовлетворяют требованиям СТО 56947007-29.120.40.041-2010

Нормально допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ –  $\pm 5\%$ , предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнительных зарядов АБ -15 +10 %.

В качестве источника оперативного тока применены шкафы с аккумуляторами емкостью 60Ач, защита распределительной сети 220В постоянного тока от токов перегрузки и короткого замыкания выполнена на автоматических выключателях.

Шкаф СОПТ выполняет следующие функции:

- прием электроэнергии от источников переменного тока;
- преобразование переменного тока в постоянный;
- прием электроэнергии от аккумуляторной батареи и защита ее от глубокого разряда;
- распределение постоянного тока по потребителям;
- защита вводов и отходящих линий от коротких замыканий и перегрузки;
- резервирование и автоматическое переключение между источниками энергии;
- контроль сопротивления изоляции цепей постоянного тока и автоматическое определение отходящей линии с пониженным сопротивлением изоляции;
- мониторинг состояния оборудования и связь с АСУ;
- индикация состояния оборудования.

Шкаф ОПТ работает в двух основных режимах:

- нормальный режим, когда зарядные устройства получают питание от щита собственных нужд и обеспечивают питание нагрузки постоянным током и одновременно подзаряд/заряд аккумуляторной батареи. В этом режиме основным источником являются ЗУ, а аккумуляторная батарея может работать кратковременно, при резком увеличении (бросках) тока нагрузки;

- аварийный режим, когда зарядные устройства не работают (из-за отсутствия питания или неисправности) и питание нагрузки обеспечивает аккумуляторная батарея в течение определенного времени. Технические данные шкафа системы оперативного тока представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Технические данные шкафа СОПТ

Наименование параметра	Параметр
Номинальное напряжение питающей сети, В	220/380
Допустимое отклонение напряжения питающей сети, в % от номинального значения	+10 -20
Номинальная частота питающей сети, Гц	50
Допустимые отклонения частоты питающей сети, в % от номинального значения	±2,0
Номинальное значение выпрямленного напряжения, В	230
Пределы регулировки выпрямленного напряжения в режиме стабилизации напряжения, В	210...250
Номинальное значение выпрямленного тока, А	20
Пределы регулировки выпрямленного тока в режиме стабилизации тока, А	5 – 100
Допустимое отклонение выпрямленного напряжения от величины заданного в режиме стабилизации напряжения, в % от номинального значения	±0,5
Допустимое отклонение выпрямленного тока от величины заданного в режиме стабилизации тока, в % от номинального значения	±5,0
Допустимый уровень пульсаций выпрямленного напряжения, в % от номинального значения	±0,5
Количество ЗУ	2

Токи тепловых расцепителей автоматов СОПТ выбираются на 25-30% больше расчетного, в соответствии с стандартным рядом номинальных токов автоматов. Отключающая способность автоматов допускает протекание токов до 6кА.



## **Заключение**

В выпускной квалификационной работе выполнено внешнее электроснабжение тепличного комплекса «Гринхаус».

В работе проведен анализ энергосистемы Белгородской области, с учетом ее развития до 2021 г. включительно. Полученные значения в дальнейшем использовались при выборе оборудования. Опираясь на технико-экономический расчёт, а также согласно техническим условиям на технологическое присоединение подключение строительство внешнего электроснабжения тепличного комплекса будет выполняться в два этапа: 1-й этап – Установка Т1 мощностью 63 МВА (потребляемая мощность 44 МВт); 2-й этап – Установка Т2 мощностью 63 МВА (потребляемая мощность 44 МВт). К установке принят трансформатор АО «Группа «СВЭЛ» типа ТРДН-63000/110/10/10.

Проведён расчёт трёхфазного тока короткого замыкания на стороне ВН на сборных шинах, при этом  $I_{\Sigma}^{(3)} = 16,6$  кА. На стороне НН провели расчёт трёхфазного ТКЗ на шинах РУ, при этом  $I_{\Sigma}^{(3)} = 10,6$  кА.

Согласно рассчитанным токам короткого замыкания, а также проведённым дополнительным расчётам, для установки на ГПП тепличного комплекса «Гринхаус» были приняты выключатели ВГТ-110-40/2000 У1 и ISM\_15-10/2500, разъединитель РГН-110/1000У1, трансформаторы тока ТОГФ-

110/400 и ТОЛ-СВЭЛ-10-2500/5, трансформаторы напряжения ЗНОГ-110 и ЗНОЛ.П – СВЭЛ–10. Также установлены новые ячейки КРУ-СВЭЛ с соответствующим оборудованием производства компаний АО «Группа «СВЭЛ».

Основные технические решения используемы при проектировании ГПП «Гринхаус» тепличного комплекса, соответствуют всем современным нормам и требованиям.

### **Список использованных источников**

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Олышанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. – 104 с.
2. Ополева, Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие/ Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. - 416 с.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования /ред. Б.Н. Неклепаев. М.: НЦ ЭНАС, 2013. – 144 с.
4. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012.— 108 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22738.html>.— ЭБС «IPRbooks»
5. Титков, В.В. Перенапряжения и молниезащита. Учебное пособие / В.В. Титков, Ф.Х Халилов. - Лань, 2016. – 224 с.
6. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие / Ю.Д Сибикин. – РадиоСофт, 2014. – 416 с.
7. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ,

2015.— 296 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/42262.html>.— ЭБС «IPRbooks»

8. Воропай, Н.И. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. / Н.И. Воропай, Г.Ф. Ковалев. – Энергия, 2013. – 304 с.

9. Кудрин, Б.И. Электроснабжение. / Б.И. Кудрин. - М. : Academia, 2012. - 352 с.

10. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Кузнецов С.М.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013.— 92 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45148.html>.— ЭБС «IPRbooks»

11. Кузнецов С.М. Электронная защита от токов короткого замыкания и автоматика в распределительных устройствах 6-10 кВ тяговых и трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Кузнецов С.М.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2010.— 104 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45456.html>.— ЭБС «IPRbooks»

12. Коломиец Н.В. Режимы работы и эксплуатация электрооборудования электрических станций [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Елгина Г.А.— Электрон. текстовые данные.— Томск: Томский политехнический университет, 2015.— 72 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/55206.html>.— ЭБС «IPRbooks»

13. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Электронный ресурс]: учебное пособие для вузов/ И.П. Крючков [и др.].— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2012.— 568 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/33170.html>.— ЭБС «IPRbooks»

14. Электрические станции и сети [Электронный ресурс]: сборник нормативных документов/ — Электрон. текстовые данные.— М.: ЭНАС, 2013.— 720 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/17820.html>.— ЭБС «IPRbooks».

15. Электроснабжение. Расчет токов короткого замыкания [Электронный ресурс]: методические указания к практическим и курсовой работам/ — Электрон. текстовые данные.— Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2014.— 47 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/55184.html>.— ЭБС «IPRbooks»

16. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебник/ Филиппова Т.А.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014.— 294 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45211.html>.— ЭБС «IPRbooks»

17. Коннов А.А. Электрооборудование жилых зданий [Электронный ресурс]/ Коннов А.А.— Электрон. текстовые данные.— Саратов: Профобразование, 2017.— 254 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/63811.html>.— ЭБС «IPRbooks»

18. Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ [Электронный ресурс]: учебно-справочное пособие для вузов/ Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2015.— 142 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/57019.html>.— ЭБС «IPRbooks»

19. Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс] / Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, Sudha R. – Режим доступа : <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C067305231..>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

20. Single phase AC-DC power factor corrected converter with high frequency isolation using buck converter [Электронный ресурс] / R. Ramesh, U. Subathra, M. Ananthi – Режим доступа: [http://www.ijera.com/papers/Vol4\\_issue3/Version%206/M43067982.pdf..](http://www.ijera.com/papers/Vol4_issue3/Version%206/M43067982.pdf..), свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

21. Wireless Power Transfer [Электронный ресурс] / Abhijeet Orke, Arvind Rathod, Monali Waghmare, Vishakha Sahane, Pravin Sagoriya, – Режим доступа : [http://www.iraj.in/journal/journal\\_file/journal\\_pdf/1-53-140006635873-75.pdf](http://www.iraj.in/journal/journal_file/journal_pdf/1-53-140006635873-75.pdf)., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

22. Improving Power System Transient Stability with Static Synchronous Series Compensator [Электронный ресурс] / Prechanon Kumkratug – Режим доступа : <http://thescipub.com/PDF/ajassp.2011.77.81.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

23. High-Power Transformer-Less Wind Energy Conversion System with Permanent Magnet Wind Generator [Электронный ресурс] / M. Ranjith Kumar, D. Kumaraswamy – Режим доступа : <http://www.ijesrt.com/issues%20pdf%20file/Archives-2014/September-2014/35.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 17.05.2017).

24. Wadhva, C. L. Electrical power systems (7th ed.)/ C. L. Wadhva – 7th ed - New Age International Publishers, 2016. – 970 p.

25. Rajput, Er. R.K. A Textbook of Power System Engineering / Er. R.K. Rajput – 2 ed - Laxmi Publications, 2015. – 1174 p.

26. Gowda, H.N.S. Power Transformers Technology and Practice / H.N.S. Gowda, P. Ramachandran - HNS Gowda, 2014. – 826 p.

27. Padilla, E. Substation Automation Systems: Design and Implementation / E. Padilla - Wiley-Blackwell, 2015. – 304 p.

28. Koch, H. J. Gas Insulated Substations / H. J. Koch - Wiley-Blackwell, 2014. – 490 p.